

**ÓPTIMA GESTIÓN Y REGULACIÓN DE VOLTAJE EN MICROREDES DE
DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y ALMACENAMIENTO DE
ENERGÍA**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
ÓPTIMA GESTIÓN Y REGULACIÓN DE VOLTAJE EN MICROREDES DE
DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y ALMACENAMIENTO
DE ENERGÍA**

**AUTOR:
VÍCTOR ALFONSO VILLA ENDARA**

**DIRECTOR:
ALEXANDER ÁGUILA TÉLLEZ**

Quito, Julio 2017

Victor Alfonso Villa Endara

**ÓPTIMA GESTIÓN Y REGULACIÓN DE VOLTAJE EN MICROREDES DE
DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y ALMACENAMIENTO DE
ENERGÍA**

Universidad Politécnica Salesiana
Ingeniería Eléctrica

Breve reseña historia e información de contacto:



Víctor Alfonso Villa Endara (Y'1987-M'07). Realizó sus estudios secundarios en el Colegio Nacional Mixto Santo Domingo de los Tsáchilas en la ciudad de Santo Domingo de los Tsáchilas, se graduó de Físico Matemático. Actualmente es egresado de la Universidad Politécnica Salesiana de la Facultad de Ingeniería Eléctrica Campus.
vvilla@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Alexander Aguila (A'1981-M'09) recibió el título de Ingeniero Eléctrico y el de Máster en Eficiencia Energética en los años 2005 y 2010 respectivamente. Actualmente se encuentra estudiando para obtener su título de Doctor en Ingeniería en la Universidad Pontificia Bolivariana - Colombia-Medellín, es miembro del Grupo de Investigación GIREI. Sus principales intereses de investigación incluyen la compensación VOLT-VAR en redes de distribución eléctrica, redes inteligentes, minimización de pérdidas de energía, las energías renovables y la eficiencia energética. Es profesor investigador de la Universidad Politécnica Salesiana- Ecuador.
aaguila@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS
RESERVADOS
©2017 Universidad
Politécnica Salesiana
QUITO-ECUADOR

DEDICATORIA

Dedico este trabajo principalmente a Dios, por haberme dado la vida, salud, fuerza y valor para culminar esta etapa importante en mi vida. Por los triunfos y los momentos difíciles que tuve que enfrentar para valorarlo cada día más. A mi madre, por ser el pilar más importante y por demostrarme siempre su cariño y apoyo incondicional sin importar nuestras diferencias de opiniones. A mi amada esposa Karencita, por todo su apoyo y ánimo desinteresado que me supo brindar cada día para alcanzar nuestras metas tanto profesionales como personales.

A mi hermano Jhon Henry que siempre confió en mí y que todo es posible con sacrificio y perseverancia, a mi hermano Jorge Washington por brindarme toda su alegría y ayuda.

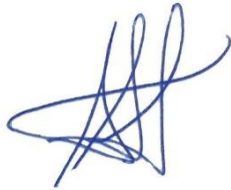
Por último a ti papá que aunque no estuviste en todos momentos que te necesité, los pocos años que viví contigo me enseñaron a ser valiente, resistente, trabajador y luchador. Siéntete orgullo por tu hijo.

Víctor Villa

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A

Yo, Alexander Águila Téllez declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación (*ÓPTIMA GESTIÓN Y REGULACIÓN DE VOLTAJE EN MICROREDES DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA*) realizado por (Victor Alfonso Villa Endara), obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, Julio 2017



.....

Alexander Águila Téllez

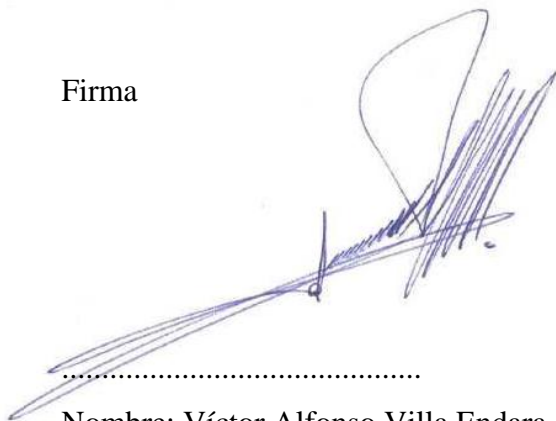
Cédula de identidad: 1755983184

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, VICTOR ALFONSO VILLA ENDARA, con documento de identificación N° 172065947-1 manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor/es del trabajo de grado/titulación intitulado: “ÓPTIMA GESTIÓN Y REGULACIÓN DE VOLTAJE EN MICROREDES DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: INGENIERO ELÉCTRICO, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Firma



Nombre: Víctor Alfonso Villa Endara

Cédula: 172065947-1

Fecha: Quito, Julio 2017

ÍNDICE GENERAL

Resumen.....	8
Abstract.....	8
ÍNDICE GENERAL.....	7
ÍNDICE DE FIGURAS.....	8
ÍNDICE DE TABLAS	8
Resumen.....	9
1. INTRODUCCION	11
1.1 Antecedentes	11
1.2 Objetivos	12
1.2.1 Objetivo general	12
1.2.2 Objetivo específicos.....	12
2. MARCO TEÓRICO	12
3. FORMULACION DEL PROBLEMA	18
3.1 Definición de la Microred	19
3.2 Gestión y Regulación de Voltaje.....	19
3.3 Datos de entrada.....	20
3.4 Función Objetivo.....	20
3.5 Restricciones	20
3.6 Variables Independientes	21
3.7 Metodología de Soluciones y Algoritmo	21
3.8 Pseudocódigo	22
4. RESULTADOS	22
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	28
6. REFERENCIAS.....	28
6.1. ESTADO DEL ARTE.....	31

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Comparación de tecnologías de almacenamiento.....	15
Figura 2. Curva típica de costo versus potencia de salida.....	17
Figura 3. Curva típica del costo incremental.	17
Figura 4. Diagrama unifilar de una red de distribución radial típica.	19
Figura 5. Diagrama unifilar del caso de estudio.	23
Figura 6. Relación de Potencia Activa vs Costo del generador conectado a la barra Slack.....	23
Figura 7. Relación de Potencia Reactiva vs Costo del generador conectado a la barra Slack.....	23
Figura 8. Matriz de admitancias del caso de estudio, voltaje base de 13.8kV y potencia base de 100 MVA.....	23
Figura 9. Carga conectada en las barras 2-7 del caso de estudio, en potencia activa (MW).....	24
Figura 10. Carga conectada en las barras 2-7 del caso de estudio, en potencia reactiva (MVar).	24
Figura 11. GD conectada en las barras 2-7 del caso de estudio, en potencia activa (MW).	24
Figura 12. GD conectada en las barras 2-7 del caso de estudio, en potencia reactiva (MVar).	24
Figura 13. Evolución de voltaje en la barra 2 para los tres escenarios.	25
Figura 14. Evolución de voltaje en la barra 3 para los tres escenarios.	26
Figura 15. Evolución de voltaje en la barra 4 para los tres escenarios.	26
Figura 16. Evolución de voltaje en la barra 5 para los tres escenarios.	26
Figura 17. Evolución de voltaje en la barra 6 para los tres escenarios.	26
Figura 18. Evolución de voltaje en la barra 7 para los tres escenarios.	26
Figura 19. Despacho de potencia de la generadora conectada a la barra Slack.	27
Figura 20. Costo de generación de la energía en la barra Slack.	27
Figura 21. Despacho y carga de las baterías en las 24 horas del día.....	27

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Relación de potencia de salida versus costo unitario del generador conectado en la barra Slack.....	23
Tabla 2 Carga horaria conectada a las barras 2-7, en MW.	23
Tabla 3. Generación distribuida horaria conectada a las barras 2-7, en MW.	24
Tabla 4. Indicadores del Estado del Arte.	31
Tabla 5. Temática del Estado del Arte.	34
Tabla 6. Formulación del Problema del Estado del Arte.	34
Tabla 7. Solución dada del Estado del Arte.	34

ÓPTIMA GESTIÓN Y REGULACIÓN DE VOLTAJE EN MICROREDES DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Resumen

En el presente documento se formula un modelo de optimización para gestionar y regular el voltaje en micro redes de distribución con Generación Distribuida (GD) y Almacenamiento de Energía (AE). El modelo se plantea de manera general, para una micro red de "N" barras, donde en la barra 1 (Slack) se conecta un generador equivalente aguas arriba hacia la red de distribución; en todas las demás barras se puede conectar GD y AE. El periodo de simulación/optimización del modelo y la frecuencia de muestreo puede ser variado, sin embargo, se recomienda 24 horas para la simulación con una frecuencia de muestreo cada hora. La micro red se modela matemáticamente mediante la matriz de admitancias; la generación distribuida puede ser de cualquier tipo, preferentemente solar y eólica; el almacenamiento de energía se establece mediante bancos de baterías. La regulación de voltaje se realiza con el despacho de la energía almacenada en las baterías en las horas cuando el voltaje de alguna barra es inferior al límite. La gestión se realiza al optimizar la carga de las baterías, minimizando el costo de la energía necesaria para el proceso de carga; como restricción se tiene el límite de voltaje en las barras durante dicho proceso.

Una vez definido y formulado la función objetivo y las restricciones, se presenta una metodología de solución basada en la programación dinámica, la cual puede ser desarrollada en cualquier software de programación enfocado al análisis matemático.

Abstract

In this paper an optimization model is formulated to manage and regulate the voltage in micro distribution networks with Distributed Generation (GD) and Energy Storage (AE).

The model is generally presented for a micro net of "N" bars, where an equivalent generator upstream is connected to the distribution network in Slack 1; In all other bars you can connect GD and AE. The simulation / optimization period of the model and the sampling frequency can be varied, however, it is recommended 24 hours for the simulation with a sampling frequency every hour. The micro network is mathematically modeled by the admittances matrix; The distributed generation can be of any type, preferably solar and wind; The energy storage is established by battery banks. Voltage regulation is performed by dispatching the energy stored in the batteries in the hours when the voltage of some bar is below the limit. The management is done by optimizing the charge of the batteries, minimizing the cost of the energy needed for the charging process; As a constraint there is the voltage limit on the bars during said process.

Once the objective function and constraints are defined and formulated, a solution methodology based on dynamic programming is presented, which can be developed in any programming software focused on mathematical analysis.

The algorithm is experienced in a case study of a radial type network, which

El algoritmo se experimenta en un caso de estudio de una red tipo radial, donde se incluye: GD del tipo solar y eólico; bancos de baterías; y cargas del tipo residencial, comercial e industrial. La simulación se realiza en tres escenarios para comparar los resultados; i) sin GD y sin AE, ii) con GD y sin AE y; iii) con GD y AE. Como resultado se obtiene un voltaje regulado y superior al límite inferior, en todas las barras con bajo voltaje en las horas de carga pico; además, se cargan los bancos de baterías en las horas de menor costo de la energía. En este sentido, el modelo cumple con los objetivos del presente estudio.

Finalmente, se exponen las conclusiones y recomendaciones del modelo formulado.

Palabras Clave: Generación distribuida (GD), Almacenamiento de energía (AE), Redes Inteligentes, Micro-red, Almacenamiento de energía de aire comprimido, Sistema de energía (SEP).

includes: solar and wind type GD; Battery banks; And residential, commercial and industrial loads. The simulation is performed in three scenarios to compare the results; I) without GD and without AE, ii) with GD and without AE and; Iii) with GD and AE. As a result a regulated voltage is obtained and above the lower limit, in all bars with low voltage in the hours of peak load; In addition, battery banks are charged at the least cost of energy. In this sense, the model meets the objectives of the present study.

Finally, the conclusions and recommendations of the formulated model are presented.

Keywords: distributed generation, Energy storage, Smart Grid, Micro network, Compressed Air Energy Storage, Power system.

1. INTRODUCCION

1.1 Antecedentes

En los últimos años el consumo energético ha venido creciendo de manera importante debido al desarrollo económico y al crecimiento poblacional, principalmente [1]. Además, la energía es la base para el desarrollo de la sociedad actual, por lo que las reservas, la explotación y su utilización, está directamente relacionado con el nivel económico y la calidad de vida de las personas [2].

De las diversas formas de energía, la electricidad es actualmente la más eficiente y útil; estando presente prácticamente en la vida cotidiana de los seres humanos, como por ejemplo en las residencias, en la industria, en el entretenimiento, en el deporte, etc. [2].

De lo antes expuesto, para lograr abastecer las necesidades energéticas/eléctricas, un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) está compuesto, principalmente, por tres etapas: generación, transmisión y distribución [3], [4]. Históricamente, la etapa de generación ha sido centralizada, presentando varios inconvenientes los cuales se detallan a continuación.

El crecimiento de la demanda en los centros de carga (ciudades) y los consumidores, obliga a construir centrales de generación apartadas de las cargas, construir mayores longitudes de redes de transmisión, etc.; con los consecuentes problemas como los permisos de vías, impacto ambiental, mayores pérdidas, menor confiabilidad, peores índices de calidad de energía, costos relativamente elevados, y en varias ocasiones explotación de recursos no renovables [3], [4].

Como solución a lo antes expuesto, la tendencia actual es la Generación Distribuida (GD), Smart Grids, Micro Redes, Respuesta a la Demanda (RD) y el Almacenamiento de Energía (AE) [1], [2], [5]–[9], [10].

En cuanto a la generación distribuida (GD), no existe un consenso sobre qué es exactamente, sin embargo, se puede definir como cualquier tecnología de pequeña escala que proporcione electricidad en puntos cercanos al consumidor. La GD presenta ventajas las cuales son: reducción de pérdidas técnicas, aplanamiento de la curva de demanda, reducción de la dependencia de grandes centrales, mejoramiento del factor de potencia, entre otras. Básicamente, dentro de la GD existen dos opciones, la primera referente a pequeñas centrales eléctricas instaladas cerca o dentro de los centros de carga (ciudades) y conectadas a la red de distribución; y la segunda, con mini centrales fotovoltaicas (FV) instaladas en los techos o tejados de construcciones ya sean residenciales, comerciales, industriales, etc. [1], [2], [11], [12].

Las centrales de generación renovable no convencional, específicamente los sistemas fotovoltaicos y eólicos, presentan el inconveniente de que solamente entregan energía cuando existe el recurso primario (radiación solar o velocidad del viento); consecuentemente, no se puede pronosticar con exactitud el despacho de estas centrales. Una solución a este particular es el almacenamiento de energía, el cual en micro redes (baja-media potencia), es preferentemente mediante bancos de baterías [7], [9], [13], [14], [15].

Las baterías permiten almacenar energía, y posteriormente entregarla en ciertos periodos donde es necesario

mejorar el servicio, por ejemplo: los niveles de voltaje, el costo de la energía, aplanamiento de la curva de carga, confiabilidad, niveles de pérdidas, etc. Sin embargo, las baterías tienen una potencia máxima de carga/descarga, una capacidad de almacenamiento y una vida útil [7]–[9], [16],[17].

En el presente Artículo Académico, se formula y desarrolla un modelo de optimización para gestionar y regular los niveles de voltaje en micro redes de distribución con GD y AE. La formulación es general, para cualquier cantidad de barras, centrales de GD, sistemas de almacenamiento, periodo de simulación (generalmente 24 horas) y frecuencia de datos/muestreo (generalmente cada hora). La **regulación de voltaje** se realiza con el despacho de las baterías en los periodos en los cuales el voltaje traspasa los límites permitidos; la **gestión** de la carga de las baterías se **optimiza** de acuerdo a los costos de generación. Adicionalmente, se plantea una metodología y algoritmo de solución.

El modelo de optimización citado anteriormente, se ensaya en un caso de estudio, con tres escenarios: i) Red sin GD y sin AE; ii) Red con GD y sin AE; iii) Red con GD y con AE. Los escenarios anteriormente descritos permiten comparar la influencia de la GD y el AE en la regulación de voltaje del sistema eléctrico o red.

Este trabajo se organiza de la siguiente manera. La sección 3 describe el estado del arte; la sección 4 desarrolla el marco teórico necesario para en la sección 5 formular el problema. La sección 6 presenta la metodología de solución y el algoritmo. La sección 7 establece el caso de estudio y muestra los resultados. La sección 8 sintetiza las conclusiones, recomendaciones y trabajos futuros.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Gestionar y regular los niveles de voltaje en micro redes de distribución con generación distribuida y almacenamiento de energía, para entregar un servicio de calidad al cliente, desde el punto de vista técnico y económico mediante el almacenamiento de energía en la horas de menor costo de energía eléctrica y brindadas en la demanda eléctrica a las horas pico donde se producen las caída de tensión.

1.2.2 Objetivo específicos

- Formular una función objetivo con las respectivas restricciones para gestionar y regular los niveles de voltaje en micro redes de distribución con generación distribuida y almacenamiento de energía.
- Desarrollar y/o aplicar una metodología de solución al problema de optimización, con su respectivo algoritmo.
- Experimentar el modelo de optimización en un caso de estudio.
- Determinar las ventajas y restricciones del modelo planteado.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Microred

Una micro red es la agrupación de una red de distribución tradicional, con las tecnologías de información y comunicación (TICs), logrando así, varias ventajas respecto a las redes tradicionales.

Una micro red está compuesta de: generación distribuida, almacenamiento de energía, sistemas de comunicaciones, monitorización, control de flujos de potencia, control de generación, control de protecciones, respuesta a la demanda,

entre otras, logrando así, una gestión dinámica, optima y eficiente de la oferta y la demanda.

Por lo antes expuesto, una micro red tiene las siguientes ventajas: mejor calidad de energía, mejor calidad del servicio, incremento de la confiabilidad, reducción de costos, reducción de pérdidas, reducción de tarifas, entre otras [1], [2], [4], [12], [18]–[21].

Como se menciona anteriormente, una micro red se encuentra en la etapa de distribución, específicamente en redes primarias y secundarias, es decir, opera en media o baja tensión.

Dado que este estudio se enfoca en la generación distribuida y el almacenamiento de energía, a continuación, se amplían estos conceptos.

2.2 Generación Distribuida

Se entiende por generación distribuida a cualquier tecnología de generación de pequeña escala, ubicada en lugares cercanos o dentro de los centros de carga.[22]

Las características y ventajas principales son:

- Reducción de pérdidas al disminuir las distancias de transmisión y distribución.
- Incremento de la confiabilidad al tener mayor potencia instalada.
- Reducción de costos por: pérdidas de energía y construcción de nuevas infraestructuras de generación, transmisión y distribución.
- En caso de ser energía renovable, reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

Existen varias tecnologías de GD, las cuales se pueden clasificar en

renovables y no renovables. En cuanto a las no renovables, se tiene la generación térmica con centrales de vapor, gas, diésel, fuel oil y combinadas. En relación a las renovables, se ejemplifica las mini o micro turbinas hidráulicas, centrales fotovoltaicas (FV), solar térmicas, eólicas, biomasa, cogeneración, pilas de combustible, etc., siendo las más comunes en el Ecuador, las FV y eólicas, en ese orden [1], [2][23][24]

Enfocándose en las dos tecnologías antes dichas, las centrales FV y eólicas producen electricidad cuando existe el recurso primario, radiación solar o velocidad del viento, respectivamente; recurso que en ambos casos es mayor por la mañana a la luz del sol. En este sentido, una de las mayores desventajas es que no se puede gestionar esta energía y como consecuencia, dichas centrales generalmente tienen un despacho preferencial [3], [14]. Adicionalmente, y específicamente para Ecuador, la generación renovable no convencional (GRNC) no coincide con el pico de carga de la curva diaria de demanda[25], [26]–[30][31].

Una solución a la GRNC es almacenar dicha energía en sistemas de almacenamiento, para posteriormente entregarla cuando sea conveniente desde el punto de vista técnico y/o económico [32]–[34].

2.3 Sistemas de Almacenamiento

El almacenamiento de energía es la acumulación de energía en cualquiera de sus formas, para posteriormente ser reconvertida en energía eléctrica. La idea principal en micro redes, es almacenar energía cuando es barato generarla, y entregarla en horas de alta demanda para mejorar los índices de calidad de energía [15], [20], [35].

El almacenamiento de energía que se propone en este artículo, es almacenar la energía eléctrica en bancos de baterías, esto se lo realizará en las horas donde la energía eléctrica de despacho es más económica y poco demandada por el usuario, de modo que la energía eléctrica almacenada en los bancos baterías sea de costo barato, adicional nuestro simulador indicará las horas óptimas que se deberá cargar la batería hasta completar sus niveles de carga día por día y así de esta forma poder suministrarla en la horas pico de demanda eléctrica para poder cumplir con los niveles de voltaje y demanda eléctrica en las micro redes de distribución eléctrica hacia los sectores afectados por su fuerte demanda.

Con el transcurso de los años la tecnología ha ido evolucionando y haciendo estudios de investigación científica para todas las áreas del mundo y en especial también a las baterías. Poco a poco las investigaciones han logrado que las baterías puedan desarrollar su capacidad, amenorando su volumen físico y también su peso, adicionalmente se ha incrementado la carga rápida de las mismas, disminuyendo su tiempo de carga y aumentado su autonomía, algo muy importante para todo su uso, ya que nos ahorra pérdida de tiempo y mayor respuesta a nuestros problemas y uso en general [36].

Como lo indica su historia las primeras baterías recargables eran las de dióxido de plomo (PbO_2) que frecuentemente son las que se encuentran en los automóviles para su uso, luego vinieron las de níquel metal hidruro (Ni-MH) en automóviles modernos que son también las pilas recargables.

Y por último son las batería de iones de litio (Li-Ion) las más usadas en los dispositivos celulares a nivel mundial [36].

Entre las ventajas y desventajas tenemos;

- Que las baterías de níquel cuestan más que las de plomo.
- Las baterías de litio pesan menos que las de níquel y plomo.
- Las baterías de litio duran más en su vida útil que las baterías de níquel y las baterías de plomo.
- La desventaja es que las baterías de litio son muy sensibles a las temperaturas mientras que las baterías de níquel y las baterías de plomo no lo son.

Las tecnologías de almacenamiento que se utilizan en la actualidad son: súper capacitores, baterías electroquímicas y de flujo, almacenamiento por compresión de aire (Compressed Air Energy Storage, CAES), volantes de inercia de alta y baja velocidad (flywheels), almacenamiento por superconductores magnéticos (Superconducting Magnetic Energy Storage, SMES), bombeo de agua (Pumped Hydro Storage, PHS), entre otros.

A continuación, se hace una breve explicación de los sistemas de AE más populares:

- Súpercapacitores: son elementos iguales a los capacitores tradicionales, con la diferencia que presentan una mayor densidad de energía por volumen y peso, es decir, en el mismo tamaño tiene la capacidad de almacenar más energía. Su aplicación está destinada a procesos con grandes demandas de potencia y bajo almacenamiento de energía, como la regeneración en el frenado de vehículos eléctricos [36].
- Compressed air energy storage (CAES): se almacena aire comprimido a altas presiones en las horas de valle y se genera electricidad mediante turbinas de aire en horas pico. Su

aplicación es en media y grande escala [36].

- **Pumped Hydro Storage (PHS):** es el bombeo de agua desde una altura baja, a un reservorio ubicado a una mayor altura, almacenando energía mediante la energía potencial del agua. Esta técnica se puede utilizar en centrales hidroeléctricas con reservorio, cuando exista sobre oferta de energía renovable no convencionales. Su campo de aplicación es para grandes cantidades de almacenamiento [36].

Cada tecnología de almacenamiento antes descrita tiene su propias características y campos de utilización, de acuerdo a la capacidad de almacenamiento (MWh) y a la potencia (MW), como se sintetiza en la Figura 1 [36].

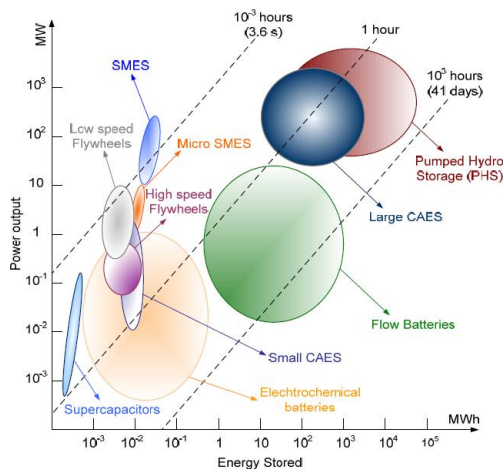


Figura 1. Comparación de tecnologías de almacenamiento.

Para el campo de aplicación de micro redes de distribución, con generación distribuida FV y eólica, actualmente se utilizan las baterías electroquímicas, recargables. Existen diferentes tecnologías de baterías, como por ejemplo a base de plomo ácido, níquel o litio, principalmente [8], [37].

Las baterías tienen características las cuales permiten identificarlas, simularlas y optimizarlas; estas son: voltaje

nominal (V), capacidad nominal (Ah o Wh), máxima corriente de descarga (A), energía específica (kWh/kg), costo específico de adquisición (\$/kWh), estado de carga (SoC), entre otras.

El estado de carga (SoC) es cuánto se encuentra cargada la batería en relación a la capacidad nominal. Adicionalmente, el índice C-rate es el valor en amperios o potencia igual a la capacidad nominal de la batería; por ejemplo, una batería con capacidad nominal de 20Ah tiene un C-rate de 20A. Las baterías pueden ser cargadas y descargadas a varios C-rates [16].

2.4 Flujos de Potencia

La operación satisfactoria de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) debe tener las siguientes características:

- La generación es igual a la demanda más las pérdidas.
- El Voltaje en barras es cercano al valor nominal.
- Los generadores trabajan dentro de los límites de operación.
- Líneas de transmisión y transformadores sin sobre carga.

El problema de flujos de potencia permite calcular la magnitud de voltaje y el ángulo en cada barra de un SEP, bajo condiciones estables y balanceadas. Adicionalmente, como producto, se obtiene la potencia activa y reactiva entre barras, generadores, y pérdidas de energía [4]. Este concepto puede ser extendido a redes de distribución y a micro redes, para este caso [38].

Los datos de entrada para el flujo de potencia son: datos de las barras, de las líneas de transmisión, de los transformadores y de los generadores [39].

Cuatro variables son asociadas a cada barra “k”: magnitud de voltaje (V_k),

ángulo de fase (δ_k), potencia real (P_k) y potencia reactiva (Q_k). En cada barra, dos de estas variables deben ser especificadas como datos, y las otras dos serán calculadas [3].

Cada barra “k” puede ser categorizada en uno de los siguientes tres tipos:

- Barra Slack: Una barra del sistema es categorizada de este tipo, generalmente la número 1 y es la barra de referencia. El $V_k = 1 \text{ pu}$ y $\delta_k = 0$.
- Barra de Carga (PQ): Barra donde se conoce P_k y Q_k . La mayoría de barras de un SEP son de este tipo ya que se conoce la carga.
- Barra de voltaje controlado (PV): Barra donde se conoce P_k y V_k . Ejemplo de estas barras son en las cuales se conecta generadores, bancos de capacitores, transformadores con tap, etc., capaces de regular el voltaje en dicha barra.

Las líneas de transmisión son modeladas de acuerdo al circuito π equivalente, el cual incluye: impedancia serie, admitancia paralelo, potencia nominal (MVA) y las barras a las cuales está conectado.

De igual manera se representa los transformadores por su circuito equivalente, el cual incluye: impedancia serie del bobinado, admitancia paralelo de excitación, potencia nominal (MVA) y las barras a las cuales está conectado.

Todos los datos de entrada antes descritos se los resume en la matriz de admitancia (Y_{barra}), la cual es representativa del SEP para los cálculos matemáticos [4]. La matriz de admitancia se construye de la siguiente manera:

Elementos diagonales: Y_{kk} = suma de las admitancias conectadas a la barra k.

Elementos fuera de la diagonal: $Y_{kn} = -$ (suma de las admitancias conectadas entre las barras k y n), para $k \neq n$.

Utilizando la Y_{barra} , se escribe las ecuaciones nodales de un SEP como en la ecuación (1).

$$I = Y_{barra} * V \quad (1)$$

Donde I es el vector de corriente de longitud N, y V el voltaje en las N barras. La corriente inyectada en la barra “k” se puede calcular como en la ecuación (2).

$$I_k = \sum_{n=1}^N Y_{kn} * V_n \quad (2)$$

La potencia compleja entregada a la barra “k” es:

$$S_k = P_k + jQ_k = V_k * I_k^* \quad (3)$$

Existen varias metodologías para resolver las ecuaciones antes planteadas, como por ejemplo: solución por Gauss-Seidel, solución por Newton-Raphson, flujo de potencia desacoplado rápido, etc. [3], [4], [39].

De manera rápida, el método de Gauss-Seidel utiliza la ecuación (2) en (3), tal como se muestra en la ecuación (4).

$$P_k + jQ_k = V_k * [\sum_{n=1}^N Y_{kn} * V_n]^* \quad (4)$$

El método de Newton-Raphson se basa en ecuaciones no lineales, separando la parte compleja e imaginaria de la ecuación (4), tal como se muestra en las ecuaciones (5) y (6).

$$P_k = V_k * \sum_{n=1}^N Y_{kn} * V_n * \cos(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \quad (5)$$

$$Q_k = V_k * \sum_{n=1}^N Y_{kn} * V_n * \sin(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \quad (6)$$

Para $k=1, 2, 3, \dots, N$.

2.5 Despacho económico

El problema del despacho económico se centra en consignar la potencia entregada por cada unidad de generación, para alcanzar el mínimo costo por kWh.

Para determinar el despacho económico es necesario expresar los costos fijos y variables de cada unidad o central, en función de la salida de potencia.

Los costos fijos son los rubros que se deben pagar, se despache o no se despache en dicha central o unidad, como por ejemplo los sueldos, arriendos, préstamos, etc. Los costos variables son los rubros que son directamente proporcionales a la cantidad de energía que se produzca, por ejemplo, los combustibles, lubricantes y costos de mantenimiento, etc.

En la Figura 2 se presenta una curva típica de costos en función de la potencia de salida, de una central térmica. Dicha grafica indica la cantidad de dinero que se debe pagar por generar "x" cantidad de MW de potencia. Además, se observa que la curva no llega a un costo de cero debido al pago de los costos fijos. En la ecuación (7) se muestra la formulación matemática de dicha figura mencionada [3].

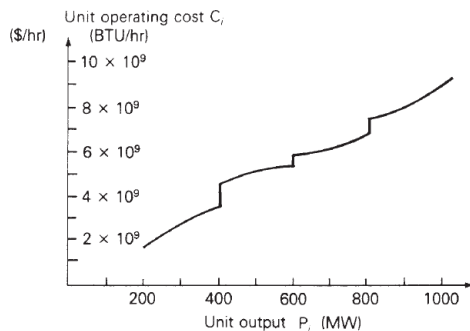


Figura 2. Curva típica de costo versus potencia de salida.

$$C_{gi} = \frac{a_i}{2} * P_{gi}^2 + b_i * P_{gi} + c_i \quad (7)$$

Donde:

C_{gi} : es el costo en \$/h del generador i.

P_{gi} : es la potencia de salida del generador i.

a_i, b_i, c_i : Son constantes propias de cada generador i.

La ecuación (7) se deriva con respecto a la Potencia y se encuentra el costo incremental de cada unidad (λ_i) en \$/kWh, ver ecuación (8); este λ_i representa el costo marginal o incremental de producir una unidad más de potencia por dicha generadora i. En la Figura 3 se muestra una curva típica del costo incremental de una central térmica frente a la potencia producida [3]. Se observa que a bajas potencias el λ_i es alto (parte izquierda de la figura) debido a que el costo fijo se divide para una cantidad pequeña de kWh. En la parte derecha de la figura, de igual manera, el λ_i es alto por la disminución de la eficiencia de la unidad generadora. El punto más eficiente es en la mitad de la curva, donde el costo en \$/kWh es menor; este punto es cercano a la potencia nominal de placa.

$$\lambda_i = \frac{dC_{gi}}{dP_{gi}} = a_i * P_{gi} + b_i \quad (8)$$

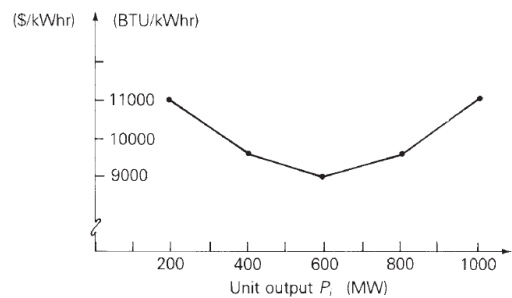


Figura 3. Curva típica del costo incremental.

Donde:

λ_i : Costo Incremental

C_{gi} : es el costo en \$/h del generador i.

P_{gi} : es la potencia de salida del generador i.

a_i, b_i, c_i : Son constantes propias de cada generador i.

El óptimo despacho económico se encuentra cuando los costos incrementales de todas las unidades (λ_i) son iguales, es decir $\lambda_1 = \lambda_2 = \lambda_3 = \dots = \lambda_N$. Esta solución resulta de las metodologías de optimización en las cuales se deriva la función y se iguala a cero, para maximizar o minimizar dicha función.

Una vez definido el costo incremental, se calcula la potencia de salida de cada generador, despejando la Potencia (P_{gi}) de la ecuación (8). Si la potencia calculada de un generador quebranta los límites de operación, se establece dicho generador en el umbral de potencia infringido. Posteriormente se calcula un nuevo costo incremental común para los demás generadores [3], [4].

El despacho económico es una parte muy importante dentro de nuestro proyecto ya que sin esto no obtendríamos los datos necesarios para poder saber a qué hora es más óptimo, realizar la carga de las baterías, como se ha mencionado en los datos mostrados en la Figura 2 y Figura 3.

Al obtener estos datos de despacho económico nos brinda los costos de energía eléctrica suministrada por la red eléctrica, la cual relaciona directamente a nuestro simulador para obtener una carga de baterías más barata, ya que nuestro simulador identifica en el flujo de potencia los voltajes en las barras y con eso obtenemos con exactitud dónde y a qué hora descargar nuestras baterías para una óptima gestión de energía eléctrica hacia el usuario final.

Adicionalmente a nuestro despacho económico también se le puede añadir pérdidas, colocándolo como restricción, para que nuestra potencia generada sea igual a la demanda más pérdidas.

3. FORMULACION DEL PROBLEMA

En esta sección se plantea la función objetivo y las restricciones, paralelamente con la explicación textual de la formulación del problema; la cual se abordó brevemente en la introducción.

El objetivo del modelo que se irá desarrollando en esta sección, es gestionar y regular los niveles de voltaje en micro redes de distribución con generación distribuida y almacenamiento de energía, para lograr entregar un producto y servicio (electricidad) de calidad al cliente, más aún, cuando en el Ecuador la energía eléctrica es pública y universal.

El modelo se plantea en una manera general, para una micro red de “N” barras, donde en la barra 1 (Slack) se conecta un generador equivalente aguas arriba hacia la red de distribución; en todas las demás barras se puede conectar GD y AE. El periodo de simulación/optimización del modelo y la frecuencia de muestreo puede ser variado, sin embargo, se recomienda 24 horas para la simulación con una frecuencia de muestreo cada hora.

La regulación de voltaje se realizará con el despacho de la energía almacenada en las baterías en las horas cuando el voltaje de alguna barra es inferior al límite de 0.95 pu, esto obtenido en una matriz de admitancias. La gestión se la realizará al optimizar la carga de las baterías, minimizando el costo de la energía necesaria para el proceso de carga; como restricción se tiene el límite de voltaje en las barras durante dicho proceso.

A continuación se definirá y delimitará el tipo de micro red que se utilizará en este estudio.

3.1 Definición de la Microred

De lo antes citado, se define en primera instancia la micro red de distribución a utilizar. De acuerdo a los artículos científicos [21], [35], la red de distribución generalmente es radial, donde la barra 1 convenientemente se toma como la Slack y es a la cual se conecta un generador equivalente aguas arriba. Las barras aguas abajo se ramifican de la barra principal y a cada una de estas puede estar conectado un cliente, varios clientes, GD y AE. Los antes explicado se grafica en la Figura 4.

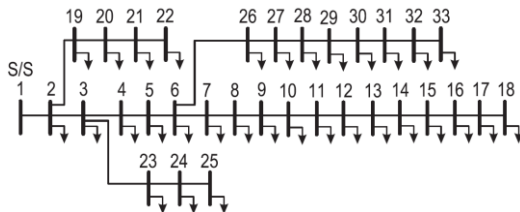


Figura 4. Diagrama unifilar de una red de distribución radial típica.

Para la formulación del problema de este estudio, además de lo detallado en el párrafo inmediatamente anterior, se puede conectar generación distribuida y almacenamiento de energía a todas las barras menos la Slack (número 1).

A excepción de la barra 1, la cual es de tipo SLACK, las demás barras pueden ser de tipo PQ o PV. Como recomendación, las barras a las cuales se conecta GD del tipo renovable no convencional y AE, deben ser del tipo PQ.

3.2 Gestión y Regulación de Voltaje

Existen varias normas y regulaciones internacionales y nacionales que regulan la calidad de energía en sistemas de distribución y generación, entre estas se tienen: IEC 50160, IEC 61400-21, IEEE 519, CONELEC 004/01, entre otras.

De las normativas precitadas, los acuerdos al presente estudio son: IEC 50160 y CONELEC 004/01.

La norma IEC 50160, establece, para redes de distribución en baja tensión, $+10\%/-15\%$ en variación de tensión con respecto al voltaje nominal. De manera similar, en media tensión, delimita a $+10\%/-15\%$.

La regulación CONELEC 004/01, establece que las mediciones de voltaje se realizan con una frecuencia de muestreo cada 10 minutos y la variación de voltaje admitida varía entre $\pm 5\%$ y $\pm 13\%$, dependiendo del voltaje de operación.

Por otro lado, las curvas de demanda en el Ecuador y en muchos países se caracterizan de manera diaria. Finalmente, los pliegos tarifarios y las tarifas emitidas por ARCONEL son horarias [40].

Con fundamento en lo antes descrito, el periodo de simulación del modelo de optimización es de 24 horas, con frecuencia de muestreo cada hora, con un límite inferior de voltaje de -5% , es decir, 0.95 por unidad (pu). En este sentido, se debe gestionar y regular el voltaje en todas las barras de la red de distribución, durante 24 horas.

La regulación de voltaje se realiza con el despacho de la energía almacenada en las baterías en las horas cuando el voltaje de alguna barra es inferior al límite.

La gestión se realiza al optimizar las horas a las cuales se cargan las baterías, minimizando el costo de la energía necesaria para el proceso de carga; como restricción se tiene el límite de voltaje en las barras durante dicho proceso.

3.3 Datos de entrada

Los datos de entrada y necesarios para el modelo de optimización, son:

- Matriz de admitancias (Y_{barra}) la cual representa matemáticamente la red de distribución.
- Tipos de barra (Slack, PV o PQ).
- Carga conectada a cada barra (ej. kW), cada hora, durante 24 horas.
- Generación distribuida conectada a cada barra PQ (ej. kW), cada hora, durante 24 horas.
- Almacenamiento de energía conectada a cada barra. Se debe establecer la potencia máxima de carga/descarga (ej. kW); y la capacidad (ej. kWh).
- Curva de “costo versus potencia de salida” del generador equivalente conectado en la barra Slack.
- Curva de “costo versus potencia” de los generadores conectados a las barras PV. Adicionalmente, límites de potencia de generación.

Como recomendación, las barras con GD y AE deben ser especificadas del tipo PQ, sustentado en que generalmente la GRNC no tiene la capacidad de regular el voltaje inyectando potencia reactiva (Q) [41]. Adicionalmente, el objetivo de este estudio es regular el voltaje, de ser una barra PV, carece de sentido la formulación del problema.

3.4 Función Objetivo

La función objetivo debe minimizar el costo de energía utilizada para la carga de las baterías, tal como se muestra en la ecuación (9).

$$\min\{\sum_{h=1}^{24} \sum_{barra=2}^N [Pcarga_{barra-h} * 1hora * Cenergia_h]\} \quad (9)$$

Donde:

h : hora de 1 a 24 horas.

$barra$: barra o bus a la cual se encuentra conectado el banco de baterías.

N : número total de barras del sistema o red.

$Pcarga_{barra-h}$: potencia de carga de las baterías conectadas en dicha barra y a esa hora h , en kW.

$Cenergia_h$: costo de la energía a esa hora, en \$/kWh.

$1hora$: la potencia se multiplica por una hora para obtener la energía.

El costo de la energía $Cenergia_h$, se calcula en función de la potencia calculada por el programa de flujo de potencia, para las diferentes centrales de generación. Esta potencia se transforma a costo mediante la ecuación (7).

3.5 Restricciones

En modelos de optimización, las restricciones son la parte más importante para una correcta solución y aplicabilidad de la función objetivo. El flujo de potencia se calcula iterativamente hasta minimizar la función objetivo, ecuación (9), y cumpliendo las siguientes restricciones:

- Restricciones concernientes a la regulación de voltaje.

La magnitud de voltaje en cada barra (abs) y en todas las horas debe ser superior al límite inferior de voltaje (≥ 0.95 pu), ver ecuación (10).

$$\min\{abs(V_{barra-h})\} \geq \text{Límite inferior} \quad (10)$$

para

$$\begin{aligned} barra &= 1 \dots \dots N \\ h &= 1 \dots \dots 24 \end{aligned}$$

- Restricciones concernientes a las baterías.

La sumatoria de la energía cargada y descargada de una batería en un día (24 horas) debe ser cero.

$$\sum_{h=1}^{24} Pcarga/descarga_{h-barra} = 0 \quad (11)$$

$$barra = 1 \dots \dots N$$

Donde:

$Pcarga/descarga_{h-barra}$: Potencia de carga/descarga del banco de baterías conectado en la dicha barra, y a la hora h .

SoC: Estado de carga de batería.

El Estado de carga (SoC) de una batería siempre debe ser superior a cero e inferior a 100%. Evidentemente, una batería no puede entregar energía cuando se encuentra descargada, ver ecuación (12).

$$0\% \leq SoC_{barra-h} \leq 100\% \quad (12)$$

$$barra = 1 \dots \dots N$$

$$h = 1 \dots \dots 24$$

La potencia de carga/descarga de una batería no puede ser superior al máximo de potencia reportado por el fabricante.

$$\frac{Pcarga}{descarga_{h-barra}} \leq P_{max\ fabricante} \quad (13)$$

$$barra = 1 \dots \dots N$$

$$h = 1 \dots \dots 24$$

3.6 Variables Independientes

En las barras PQ en las cuales se conecta GD y AE, la potencia real y reactiva se calcula como se muestra en las ecuaciones (14) y (15), respectivamente.

$$P_{barra-h} = -Pcarga_{carra-h} + Pgd_{barra-h} + Pbatt_{barra-h}$$

$$(14)$$

$$Q_{barra-h} = -Qcarga_{carra-h} + Qgd_{barra-h} + Qbatt_{barra-h}$$

$$(15)$$

$$barra = 1 \dots \dots N$$

Donde:

$P_{barra-h}$ y $Q_{barra-h}$: es la potencia real y reactiva en dicha barra a la hora h , respectivamente.

$Pcarga_{carra-h}$ y $Qcarga_{carra-h}$: es la carga conectada a dicha barra en la hora h .

$Pgd_{barra-h}$ y $Qgd_{barra-h}$: es la potencia real y reactiva generada en dicha barra, por las centrales de GD, a la hora h , respectivamente.

$Pbatt_{barra-h}$ y $Qbatt_{barra-h}$: es la potencia real y reactiva despachada/entregada por el banco de baterías ($Pcarga/descarga_{h-barra}$) a dicha barra en la hora h . Un valor positivo es despacho y un valor negativo es de carga.

Las variables independientes las cuales se optimizan para minimizar la función objetivo, ecuación (9), son: $Pbatt_{barra-h}$ y $Qbatt_{barra-h}$.

3.7 Metodología de Soluciones y

Algoritmo

Existen varias metodologías de solución para problemas de optimización; en este estudio, y dado las características de la función objetivo y las restricciones, se elige la optimización dinámica o programación dinámica.

La programación dinámica es una metodología de optimización en la cual el resultado esperado es un camino, a diferencia de otros métodos (optimización lineal, multiplicadores de

lagrange, etc) en los cuales se busca los valores de las variables independientes que minimicen la función objetivo. Con lo antes citado, se utiliza la optimización dinámica puesto que se requiere obtener el camino de carga/descarga de las baterías, para regular el voltaje y minimizar el costo de energía necesario para cargar las baterías.

3.8 Pseudocódigo

A continuación, se detalla paso a paso la metodología de solución y el algoritmo, el cual puede ser implementado en cualquier software de programación de análisis matemático.

Algoritmo de Simulación
Paso 1: <i>Importación de datos de entrada</i>
Paso 2: <i>while $n < 1$</i>
Paso 3: <i>Calcular la potencia demandada en cada barra, con las ecuaciones (14) y (15), iniciando con $P_{batt_{barra-h}} = 0$ y $Q_{batt_{barra-h}} = 0$.</i>
Paso 4: <i>Calcular el flujo de potencia de la red (sección 2.4); determinar los voltajes de barra y la potencia de las centrales de generación.</i>
Paso 5: <i>If $\min(\text{voltajes de barra}) > 0.95pu \rightarrow FIN$.</i>
Paso 6: <i>Despachar la energía de las baterías conectadas a las barras con bajo voltaje, sin violar las restricciones.</i>
Paso 7: <i>Se calcula el costo de generación de las centrales, con la ecuación (7).</i>
Paso 8: <i>Se carga las baterías en las horas con menor costo de generación, sin quebrantar el límite inferior de voltaje en ninguna barra.</i>
Paso 9: <i>End</i>

Evidentemente, en cada uno de los incisos detallados en el algoritmo anterior, se debe cumplir las restricciones planteadas en la sección 3.5 anteriormente.

4. RESULTADOS

En esta sección se plantea el caso de estudio sobre el cual se ejecuta el modelo y se presenta los resultados.

4.1. Caso de Estudio

De acuerdo a lo establecido en la sección 3.1, se establece el caso de estudio mostrado en la Figura 5, con un voltaje nominal de 13.8 kV. La barra 1 es la Slack, donde se conecta un generador equivalente aguas arriba de la red de distribución, y con una relación de “potencia de salida” versus “costo” definido en la Tabla 1 y graficado en la Figura 6 y Figura 7.

La matriz de admitancias que caracteriza el caso de estudio de la Figura 5, con un voltaje base de 13.8 kV y una potencia base de 100 MVA, se presenta en la Figura 8. Esta matriz de admitancias se construye con parámetros típicos de líneas de distribución obtenidos de [3], [4].

Las barras 2-7 se establecen del tipo PQ, con una carga horaria como la mostrada en la Tabla 2 y graficada en la Figura 9 y Figura 10. Estas cargas horarias se han tomado en relación a los tres tipos de consumidores: residencial, industrial y comercial, para las barras 3,6; 2,7; y 4,5; respectivamente [26], [28].

La GD horaria conectada a las barras 2-7 se presenta en la Tabla 3 y graficada en la Figura 11 y Figura 12. Se ha tomado como centrales fotovoltaicas las barras 2-4 y como centrales eólicas las barras 5-7.

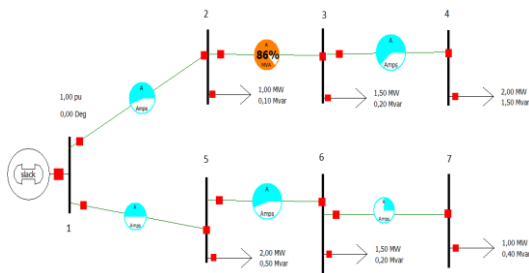


Figura 5. Diagrama unifilar del caso de estudio.

Tabla 1 Relación de potencia de salida versus costo unitario del generador conectado en la barra Slack.

G	COSTO [\$/MWh]	Potencia Reactiva [MVar]	COSTO [\$/MVarh]
0	35	0	42
1	35	0.2	42
2	30	0.4	36
3	20	0.6	24
4	60	0.8	72
5	84	1	101
6	100	1.2	120
7	123	1.4	148
8	133	1.6	160
9	140	1.8	168
10	160	2	192
11	165	2.2	198
12	170	2.4	204
13	197	2.6	236
14	201	2.8	241
15	204	3	245
16	207	3.2	248
17	209	3.4	251
18	253	3.6	304
19	256	3.8	307
20	258	4	310

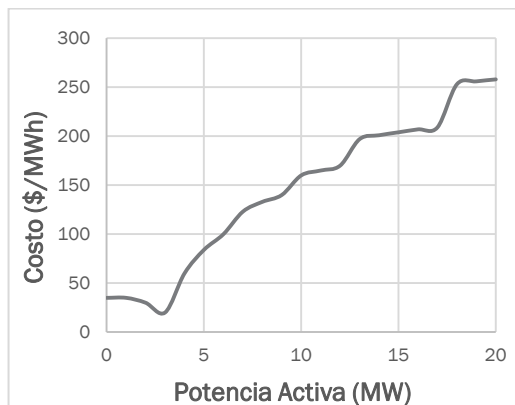


Figura 6. Relación de Potencia Activa vs Costo del generador conectado a la barra Slack.

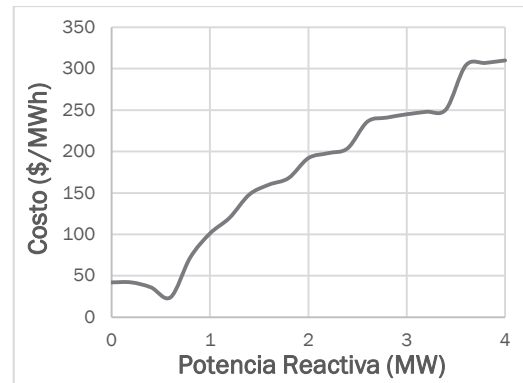


Figura 7. Relación de Potencia Reactiva vs Costo del generador conectado a la barra Slack.

Bus 1	Bus 2	Bus 3	Bus 4	Bus 5	Bus 6	Bus 7
0.0090 - j0.1901 -0.0495 + j0.4950	-0.0495 + j0.4950 0.0926 - j0.9255	-0.0430 + j0.4305 0.0827 - j0.8265	-0.0396 + j0.3960 0.0396 - j0.3960	-0.0495 + j0.4950 0.0926 - j0.9255	-0.0430 + j0.4305 0.0827 - j0.8265	-0.0396 + j0.3960 0.0396 - j0.3960
-0.0495 + j0.4950						

Figura 8. Matriz de admitancias del caso de estudio, voltaje base de 13.8kV y potencia base de 100 MVA.

Tabla 2 Carga horaria conectada a las barras 2-7, en MW.

HORA	Load Barra 1		Load Barra 2		Load Barra 3		Load Barra 4		Load Barra 5		Load Barra 6		Load Barra 7	
	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
1	0	0	0.83	0.08	0.12	0.02	0.12	0.04	1.61	0.4	0.21	0.03	0.08	0.03
2	0	0	0.83	0.08	0.09	0.02	0.16	0.05	2	0.5	0.12	0.02	0.08	0.03
3	0	0	0.92	0.09	0.17	0.03	0.2	0.06	1.68	0.42	0.17	0.03	0.12	0.05
4	0	0	0.87	0.09	0.09	0.02	0.14	0.04	2	0.5	0.14	0.02	0.12	0.05
5	0	0	1	0.1	0.14	0.03	0.22	0.07	1.78	0.45	0.09	0.01	0.12	0.05
6	0	0	0.88	0.09	0.35	0.07	0.44	0.13	1.85	0.46	0.27	0.04	0.19	0.08
7	0	0	0.88	0.09	0.72	0.14	0.68	0.2	1.61	0.4	0.81	0.12	0.28	0.11
8	0	0	0.69	0.07	0.95	0.19	0.96	0.29	1.5	0.38	0.9	0.14	0.52	0.21
9	0	0	0.6	0.06	0.8	0.16	1.34	0.4	1.1	0.28	0.78	0.12	0.71	0.28
10	0	0	0.64	0.06	0.6	0.12	1.34	0.4	1.18	0.3	0.56	0.08	0.7	0.28
11	0	0	0.55	0.06	0.65	0.13	1.36	0.41	0.95	0.24	0.57	0.09	0.66	0.26
12	0	0	0.54	0.05	0.6	0.12	1.48	0.44	0.77	0.19	0.66	0.1	0.71	0.28
13	0	0	0.44	0.04	1.01	0.2	1.64	0.49	0.93	0.23	1.01	0.15	0.81	0.32
14	0	0	0.48	0.05	1.01	0.2	1.36	0.41	1.1	0.28	1.04	0.16	0.73	0.29
15	0	0	0.45	0.05	0.44	0.09	1.46	0.44	0.86	0.22	0.51	0.08	0.69	0.28
16	0	0	0.4	0.04	0.51	0.1	1.34	0.4	0.79	0.2	0.41	0.06	0.72	0.29
17	0	0	0.44	0.04	0.54	0.11	1.48	0.44	0.64	0.16	0.56	0.08	0.7	0.28
18	0	0	0.33	0.03	0.77	0.15	1.66	0.5	0.56	0.14	0.69	0.1	0.84	0.34
19	0	0	0.21	0.02	1.53	0.31	2.06	0.62	0.69	0.17	1.5	0.23	1.01	0.4
20	0	0	0.27	0.03	1.46	0.29	2.02	0.61	0.65	0.16	1.49	0.22	0.99	0.4
21	0	0	0.37	0.04	1.5	0.3	1.64	0.49	0.6	0.15	1.55	0.23	0.8	0.32
22	0	0	0.23	0.02	1.14	0.23	0.24	0.07	0.43	0.11	1.17	0.18	0.06	0.02
23	0	0	0.31	0.03	0.72	0.14	0.22	0.07	0.75	0.19	0.74	0.11	0.14	0.06
24	0	0	0.58	0.06	0.35	0.07	0.26	0.08	0.99	0.25	0.26	0.04	0.08	0.03

Tabla 3. Generación distribuida horaria conectada a las barras 2-7, en MW.

HORA	GD Barra 1		GD Barra 2		GD Barra 3		GD Barra 4		GD Barra 5		GD Barra 6		GD Barra 7	
	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
1	0	0	0	0	0,00	0,00	0	0	0,00	0,00	0,07	0,05	0,00	0,00
2	0	0	0	0	0,00	0,00	0	0	0,00	0,00	0,07	0,05	0,00	0,00
3	0	0	0	0	0,00	0,00	0	0	0,00	0,00	0,07	0,05	0,00	0,00
4	0	0	0	0	0,00	0,00	0	0	0,00	0,00	0,07	0,05	0,00	0,00
5	0	0	0	0	0,00	0,00	0	0	0,00	0,00	0,07	0,05	0,00	0,00
6	0	0	0	0	0,00	0,00	0	0	0,00	0,00	0,07	0,05	0,00	0,00
7	0	0	0	0	0,00	0,00	0	0	0,00	0,00	0,07	0,05	0,00	0,00
8	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,06	0,00	0,00
9	0	0	0,03	0,05	0,07	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,08	0,00	0,00
10	0	0	0,08	0,12	0,16	0,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,07	0,00	0,00
11	0	0	0,19	0,17	0,23	0,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,08	0,00	0,00
12	0	0	0,14	0,16	0,28	0,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,08	0,00	0,00
13	0	0	0,15	0,22	0,33	0,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,07	0,00	0,00
14	0	0	0,14	0,21	0,36	0,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,07	0,00	0,00
15	0	0	0,12	0,18	0,24	0,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,06	0,00	0,00
16	0	0	0,09	0,14	0,21	0,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,06	0,00	0,00
17	0	0	0,06	0,10	0,14	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,05	0,00	0,00
18	0	0	0,03	0,05	0,07	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,04	0,00	0,00
19	0	0	0,01	0,01	0,02	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,03	0,00	0,00
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,04	0,03	0,00	0,00
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,04	0,03	0,00	0,00
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,05	0,04	0,00	0,00
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,05	0,04	0,00	0,00
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,05	0,03	0,00	0,00

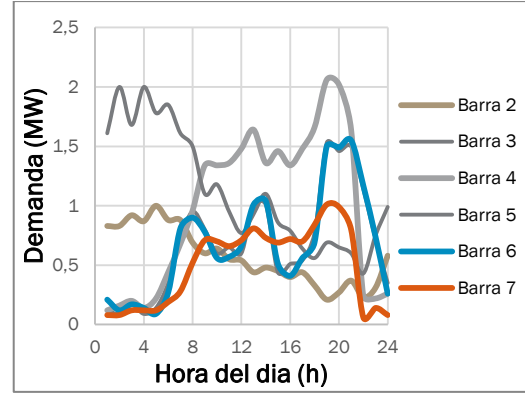


Figura 9. Carga conectada en las barras 2-7 del caso de estudio, en potencia activa (MW).

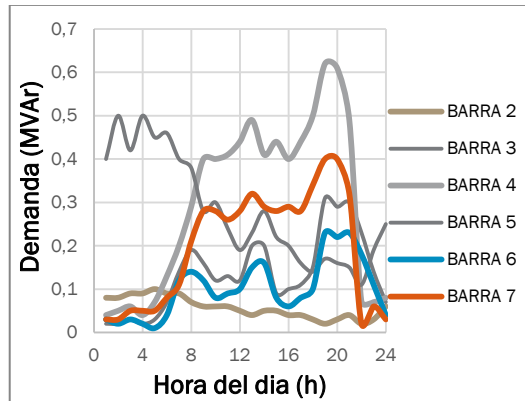


Figura 10. Carga conectada en las barras 2-7 del caso de estudio, en potencia reactiva (MVar).

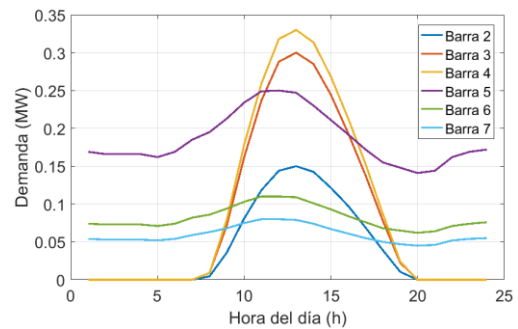


Figura 11. GD conectada en las barras 2-7 del caso de estudio, en potencia activa (MW).

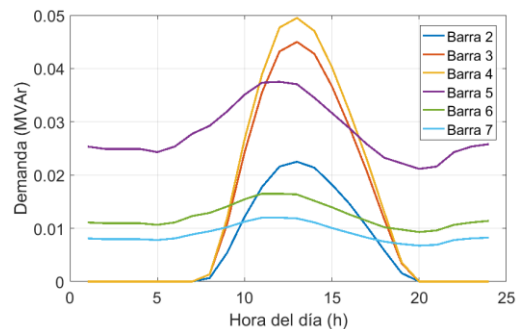


Figura 12. GD conectada en las barras 2-7 del caso de estudio, en potencia reactiva (MVar).

4.2. Escenarios de Simulación

La formulación del problema y la metodología de solución establecidas en las secciones 3 y 3.7, se experimentan sobre el caso de estudio definido en la sección 4.1 anteriormente.

Para poder establecer comparaciones y análisis se simulan tres escenarios, definidos a continuación:

- Se simula el caso de estudio sin incorporar GD ni AE, es decir, toda la carga es despachada por el generador de la barra Slack. Esta es la realidad en la mayoría de los sistemas de distribución actuales del Ecuador [26].
- Se simula el caso de estudio incorporando únicamente GD, con despacho preferencial.
- Se simula el caso de estudio incorporando GD y AE, con el modelo planteado en la sección 3 anteriormente.

4.3. Comparación de Resultados

En las Figura 13, Figura 14, Figura 15, Figura 16, Figura 17 y Figura 18 se presenta como evoluciona la magnitud de voltaje a lo largo de 24 horas, para los tres escenarios planteados anteriormente, y para las barras 2-7, respectivamente.

Se observa que en el Escenario 1, se produce la mayor caída de voltaje en las horas pico (18 – 21 horas). Con el Escenario 2, la magnitud de voltaje se incrementa ligeramente, sobre todo en las horas que existe radiación solar y velocidad del viento, es decir, por la mañana. En el Escenario 3, en el cual se gestiona, regula y optimiza el voltaje, se observa lo siguiente:

- Se despacha energía de las baterías en las horas pico (9 horas y 18 – 21 horas), para alcanzar como mínimo el límite inferior de voltaje, 0.95 pu.
- El proceso de carga de las baterías se realiza entre las 22 horas del día anterior y las 6 horas del día siguiente, esto debido, al costo bajo de la energía en dicho periodo.

Adicionalmente, las barras 4 y 7 son las que tienen mayor caída de voltaje por estar más alejadas de la barra principal, Slack, y es en estas barras donde se realiza mayor despacho de energía de las baterías. Cabe indicar, que en las barras 2 y 5, el voltaje no cae por debajo de 0.95 pu, sin embargo, se despacha energía de las baterías de dichas barras; esto se debe a la gestión del algoritmo el cual permite despachar energía de las baterías conectadas a las barras ubicadas aguas arriba, en caso de que en la barra con bajo voltaje su almacenamiento no sea suficiente.

Finalmente, se observa en el Escenario 3 que ninguna barra cae por debajo del límite inferior de voltaje, es decir, el voltaje siempre es mayor a 0.95 pu, incluso en las horas de punta.

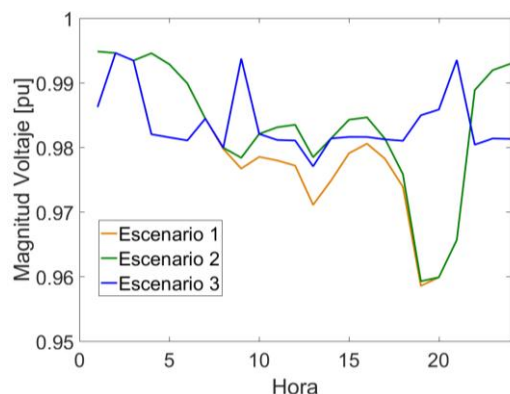


Figura 13. Evolución de voltaje en la barra 2 para los tres escenarios.

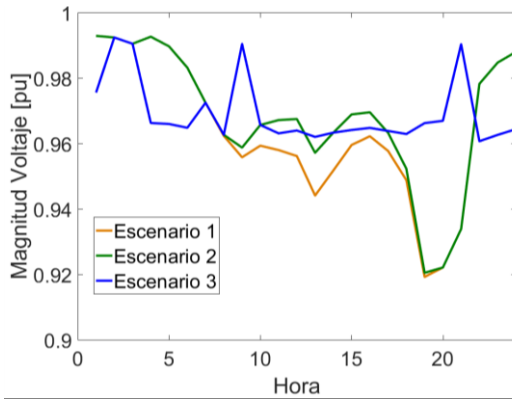


Figura 14. Evolución de voltaje en la barra 3 para los tres escenarios.

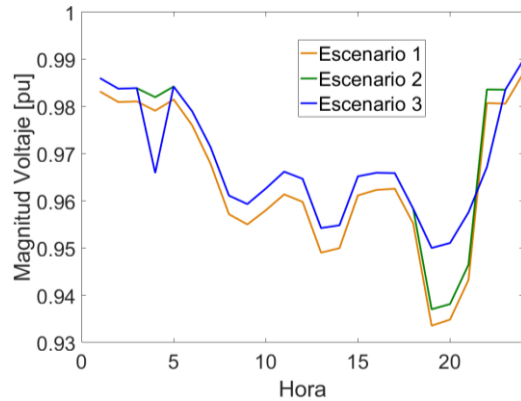


Figura 18. Evolución de voltaje en la barra 7 para los tres escenarios.

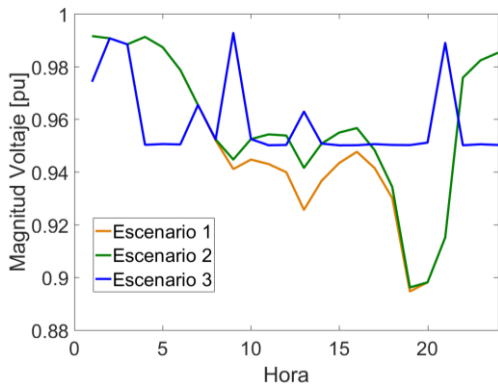


Figura 15. Evolución de voltaje en la barra 4 para los tres escenarios.

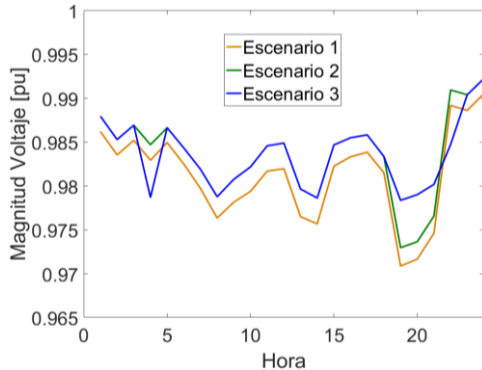


Figura 16. Evolución de voltaje en la barra 5 para los tres escenarios.

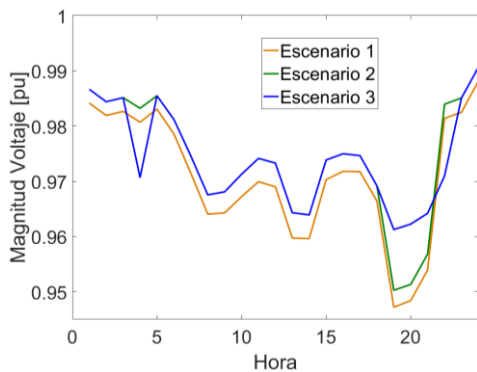


Figura 17. Evolución de voltaje en la barra 6 para los tres escenarios.

En la Figura 19 se presenta la potencia generada por la central conectada en la barra Slack. Se observa que en el escenario 1 es necesario cubrir toda la demanda con este generador, incrementándose exponencialmente en las horas pico (18 – 21 horas), lo que evidentemente significa el ingreso de centrales térmicas con mayor costo.

En el escenario 2 se reduce el despacho por el ingreso de la GD, sobre todo en las horas en las que existe radiación solar y velocidad del viento, es decir, por la mañana; sin embargo, se mantiene un despacho casi total de la generadora Slack en las horas de punta que es cuando realmente se necesita el aporte de la GD para aplanar la curva de demanda.

En el escenario 3 disminuye la generación de la barra Slack en las horas de punta (18 – 21 horas) ya que para alcanzar los niveles de voltaje se despacha las baterías. Esto significa menores pérdidas por transmisión de energía y menores costos de producción de energía.

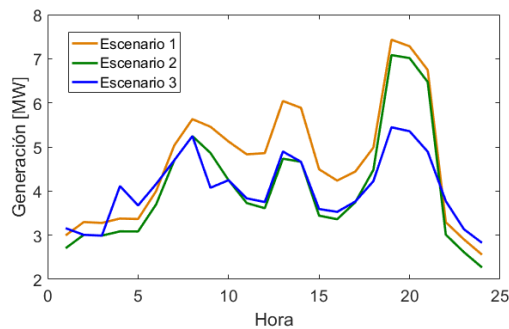


Figura 19. Despacho de potencia de la generadora conectada a la barra Slack.

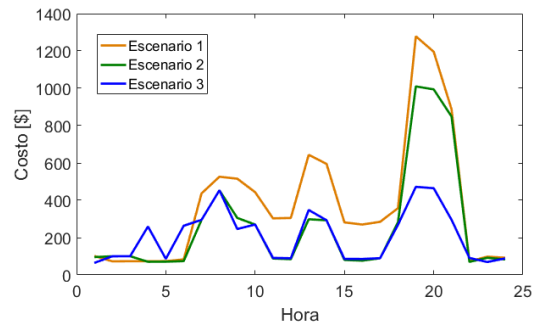


Figura 20. Costo de generación de la energía en la barra Slack.

En la Figura 20 se muestra el costo de generación calculado a partir de la potencia detallada en la Figura 19. La metodología de cálculo es la descrita en la sección 2.5, con la relación costo-potencia de la Tabla 1, Figura 6 y Figura 7.

En el Escenario 1, el costo es superior por el despacho de centrales térmicas; en el Escenario 2 el costo se reduce en las horas que las GD entrega electricidad, es decir, por la mañana, sin aportación en las horas de pico (18 – 21 horas); el Escenario 3 reduce los costos exponencialmente al despachar la energía almacenada en las horas pico (18 – 21 horas) y carga las baterías en las horas de valle (22-6 horas).

El costo total en un día para los escenarios 1, 2 y 3 son \$1659, \$1260 y \$1139, respectivamente, es decir, una reducción de 24% y 31%, para los escenarios 2 y 3.

Dado que este estudio es de gestión y regulación de voltaje en micro redes, se supone que el análisis de costo-beneficio de instalar GD y AE se realizó en el estudio de factibilidad; es por este hecho, que no se incorpora el costo de GD y AE en el costo de generación porque las instalaciones ya se encuentran en el sitio.

Uno de los principales resultados del modelo de gestión y regulación de voltaje es la optimización de la carga/descarga de las baterías, resultado que se detalla en la Figura 21, para cada una de las 6 barras con GD y AE del caso de estudio y para las 24 horas de simulación.

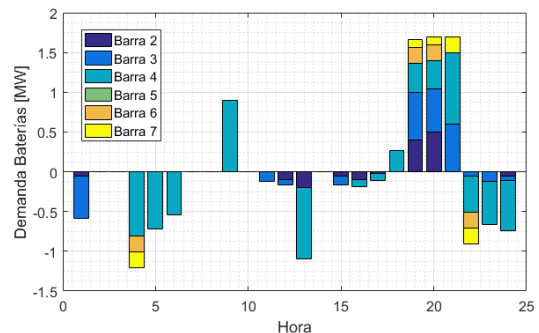


Figura 21. Despacho y carga de las baterías en las 24 horas del día.

Se puede observar que el despacho de las baterías se realiza a las 9 am y entre las 18-21 horas. Esto se debe a que en estas horas hay una mayor demanda del sistema y, por lo tanto, se presentan bajos voltajes en las barras 3, 4, 6 y 7 de la red. Adicionalmente, en estas horas, el despacho de energía se realiza con centrales térmicas y, por ende, el costo de la energía es superior. En este sentido, el despacho de las baterías ayuda también a reducir los costos totales de la micro red, incrementa la confiabilidad, mejora los niveles de calidad de energía, entre otros.

Por otro lado, la carga de las baterías se realiza cuando el costo de generación es el menor; estas horas son: por la noche, entre las 22-1 horas y 4-6 horas; y en la mañana, entre las 11-17 horas. Este particular se debe a que estos periodos son los de valle, es decir, con menor carga del sistema.

Finalmente, se observa que las baterías que mayormente aportan a la regulación de voltaje, son las conectadas en las barras 2, 3, 4 y 7, debido a uno o varios de los siguientes particulares:

- La barra presenta bajos niveles de voltaje.
- La barra es la más alejada a los centros de generación o La barra se encuentra interconectada a una barra con bajos niveles de voltaje.

De lo antes descrito, y si el estudio fuera de factibilidad de sistemas de almacenamiento, se podría concluir que se puede prescindir del AE de las barras 5 y 6, reduciendo los costos de la micro red.

En resumen, en la Figura 13, Figura 14, Figura 15, Figura 16, Figura 17 y Figura 18 se evidencia la regulación de voltaje que resulta de la aplicación del modelo y algoritmo planteado en este estudio. En la Figura 21, se sintetiza la óptima gestión de la carga/descarga de las baterías al menor costo posible, consumando así, que el modelo diseñado cumple con los objetivos planteados.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Las micro redes definidas para este estudio son del tipo radial, con una barra principal a la cual se conecta un generador equivalente aguas arriba hacia la red de distribución.

- La formulación del problema es general y por lo tanto se puede aplicar a un sistema de N barras, donde desde las barras 2 hasta N se puede conectar GD y AE.

- La metodología de solución utilizada es la programación dinámica, es decir, incluye el método iterativo de resolución de flujos de potencia. Consecuentemente, el modelo incorpora pérdidas, en ventaja a otros modelos detallados en artículos científicos de la sección referencias.

- En relación a la regulación de voltaje, el modelo efectivamente controla y corrige los niveles de voltaje en las horas de baja tensión, incluyendo el despacho de las baterías en las barras aguas arriba y aguas abajo; esto se evidencia en la sección 4.1 anteriormente.

- Por otro lado, la optimización y gestión se realiza al cargar las baterías en las horas cuando el costo de la energía es menor, ver Figura 20 y Figura 21.

- Quizás el punto más importante al desarrollar el presente modelo y algoritmo, es la determinación y cumplimiento de las restricciones para lograr minimizar la función objetivo.

6. REFERENCIAS

- [1] Renato Céspedes, "Smart Grids Colombia Visión 2030," vol. II, 2016.
- [2] Fenercom, "Guía Básica de la Generación Distribuida," *Fund. la Energía la Comunidad Madrid*, 2007.
- [3] J. Grainger and W. J. Stevenson, "Análisis de Sistemas de Potencia," *Cenace, Uanl*. p. 743, 1996.
- [4] J. D. Glover, *Power System Analysis and Design*, Fifth edit.

- 2012.
- [5] V. Pradhan, V. Balijepalli, and S. Khaparde, "An Effective Model for Demand Response Management Systems of Residential Electricity Consumers," *Ieee Syst.*, pp. 1–12, 2014.
- [6] I. N. G. A. Ghia, *Análisis de respuesta de la demanda para mejorar la eficiencia de sistemas eléctricos*. 2009.
- [7] R. A. Huggins, *Energy Storage*. 2010.
- [8] A. F. Zobaa, *Energy Storage Technologies*. .
- [9] F. S. Barnes and J. G. Levine, *Large Energy Storage Systems Handbook*. 2011.
- [10] I. Ali, "Voltage Regulation of Unbalanced Distribution Network with Distributed Generators," 2016.
- [11] ARCONEL and MEER, "Plan Maestro de Electrificación 2012-2021," 2013.
- [12] B. Maria and S. Pérez, "El consumo energético y la generación distribuida renovable como yacimiento de empleo," 2015.
- [13] M. Kaltschmitt, *Renewable Energy*. 2010.
- [14] J. A. C. González, R. C. Pérez, A. C. Santos, and M. A. C. Gil, *Centrales de energías renovables*. .
- [15] Z. Wang, C. Gu, F. Li, S. Member, and P. Bale, "Storage for Household Energy Management," vol. 4, no. 4, pp. 1–10, 2013.
- [16] N. Kularatna, "Energy storage devices for electronic systems," *Energy Storage Devices Electron. Syst.*, 2015.
- [17] R. Majumder, "Some aspects of stability in microgrids," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 3243–3252, 2013.
- [18] V. Orejuela, D. Arias, and A. Aguila, "Response of Residential Electricity Demand Against Price Signals in Ecuador," *Proc. 2015 IEEE Thirty Fifth Cent. Am. Panama Conv.*, no. Concapan XXXV, pp. 373–378, 2015.
- [19] E. D. Anese, H. Zhu, and G. B. Giannakis, "<Distributed Optimal Power Flow for Smart Microgrids.pdf>," pp. 1–12.
- [20] C. Wei, Z. M. Fadlullah, N. Kato, and I. Stojmenovic, "On optimally reducing power loss in micro-grids with power storage devices," *IEEE J. Sel. Areas Commun.*, vol. 32, no. 7, pp. 1361–1370, 2014.
- [21] W. Shi, X. Xie, C. Chu, and R. Gadh, "Distributed Optimal Energy Management in Microgrid," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, no. 3, pp. 1–10, 2015.
- [22] I. A. Águila, "Medidas para minimizar las pérdidas de energía en circuitos de distribución," *Tesis Posgrado para Master en Ing. Eléctrica*, p. 67, 2010.
- [23] F. Castillo, A. Aguila, J. González, and S. Member, "Analysis of Stability of Tension and Losses of Electric Power in Distribution Networks with Distributed Generation," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, no. 11, pp. 4491–4498, 2016.
- [24] J. Vasco and A. Aguila, "Design of Automatic Reclosing scheme in distribution feeders," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 8, pp. 2587–2593, 2015.
- [25] A. A. Tellez, D. F. C. Galarza, and L. O. Matos, "Analysis of power losses in the asymmetric construction of electric distribution systems," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 7, pp.

- 2190–2194, 2015.
- [26] “ARCONEL - Buscar con Google.” [Online]. Available: https://www.google.com/search?q=ARCONEL&ie=utf-8&oe=utf-8&client=firefox-b-ab&gfe_rd=cr&ei=lsGsWbSBK7TI8Aey0qa4Dg. [Accessed: 30-May-2017].
- [27] ARCONEL, “Estadística Sector Eléctrico Ecuatoriano 2014 A.” pp. 1–80, 2014.
- [28] CONELEC, “Demanda Eléctrica,” *Plan Maest. Electríf. del Ecuador 2009 - 2020*, p. 30, 2009.
- [29] MICSE, MEER, and ARCONEL, “Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2015,” *Arconel*, p. 300, 2016.
- [30] CONELEC, “Estadística del sector eléctrico ecuatoriano 2012,” p. 416, 2012.
- [31] D. Torres Riascos, E. Inga Ortega, and A. Aguila Tellez, “Advanced metering infrastructure for microgeneration in rural zones using TV white spaces based on spectrum opportunistic,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 12, pp. 3813–3819, 2015.
- [32] N. Yan, Z. X. Xing, W. Li, and B. Zhang, “Economic Dispatch Application of Power System with Energy Storage Systems,” *IEEE Trans. Appl. Supercond.*, vol. 26, no. 7, pp. 1–5, 2016.
- [33] B. Zhang, A. Y. S. Lam, and A. D. Domínguez-garcía, “An Optimal and Distributed Method for Voltage Regulation in Power Distribution Systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 4, pp. 1–13, 2014.
- [34] P. Moutis, P. S. Georgilakis, and N. D. Hatziargyriou, “Voltage Regulation Support Along a Distribution Line by a Virtual Power Plant Based on a Center of Mass Load Modeling,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3053, no. c, pp. 1–1, 2016.
- [35] N. Jayasekara, S. Member, M. A. S. Masoum, S. Member, P. J. Wolfs, and S. Member, “Optimal Operation of Distributed Energy Storage Systems to Improve Distribution Network Load and Generation Hosting Capability,” *IEEE Trans. ...*, vol. 7, no. 1, pp. 250–261, 2016.
- [36] M. Farhadi and O. Mohammed, “Energy Storage Technologies for High-Power Applications,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 52, no. 3, pp. 1953–1962, 2016.
- [37] J. Khajesalehi, E. Afjei, M. Hamzeh, and K. Sheshyekani, “High-performance hybrid photovoltaic -battery system based on quasi-Z-source inverter: application in microgrids,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 9, no. 10, pp. 895–902, 2015.
- [38] A. Elrayyah, Y. Sozer, and M. E. Elbuluk, “A novel load-flow analysis for stable and optimized microgrid operation,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 29, no. 4, pp. 1709–1717, 2014.
- [39] J. D. Glover, *Sistemas de Potencia - Análisis y Diseño*. .
- [40] CONELEC, “Regulación CONELEC Nro. 004/01.” 2001.
- [41] R. Majumder, “Reactive Power Compensation in Single Phase Operation of MicroGrid,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, no. 4, pp. 1403–1416, 2012.